

BỘ CÔNG THƯƠNG
CỤC ĐIỆN LỰC

BÁO CÁO ĐÁNH GIÁ

QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA

Hà Nội, tháng 01/2026

I. Hiện trạng nhu cầu tiêu thụ điện và khả năng đáp ứng

1. Hiện trạng tiêu thụ điện

Tình hình tiêu thụ điện toàn quốc trong giai đoạn 2015-2025 được thể hiện trong hình dưới đây. Trong cả giai đoạn này, sản lượng điện thương phẩm và Pmax toàn quốc tăng trưởng với tốc độ trung bình trên 7%/năm. Năm 2025, sản lượng điện thương phẩm và công suất cực đại (Pmax) toàn quốc năm đạt khoảng 288 tỷ kWh và 54 GW.



Hình: Tình hình tăng trưởng phụ tải điện toàn quốc giai đoạn 2015-2025

Xét trên phạm vi từng miền, tình hình tiêu thụ điện trong giai đoạn 2016-2025 được trình bày trong hình dưới đây. Miền Bắc và miền Nam là hai trung tâm phụ tải của cả nước, tổng sản lượng điện thương phẩm của hai miền chiếm khoảng 91% nhu cầu điện toàn quốc. Điện thương phẩm của miền Trung chỉ chiếm khoảng 9%. Từ năm 2014 trở về trước, miền Nam chiếm khoảng 50% nhu cầu điện toàn quốc. Từ năm 2015, nhu cầu điện của miền Bắc tăng trưởng mạnh, do đó tỷ trọng của miền Bắc trong cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc cũng tăng dần theo từng năm, và gần như cân bằng với miền Nam từ năm 2017. Năm 2025, sản lượng điện thương phẩm 2 miền Bắc và Nam đạt lần lượt 133 tỷ kWh và 128 tỷ kWh, miền Trung đạt khoảng 27 tỷ kWh; phụ tải cực đại 2 miền Bắc và Nam đạt khoảng 28 GW và 22 GW, phụ tải cực đại miền Trung đạt trên 6 GW.

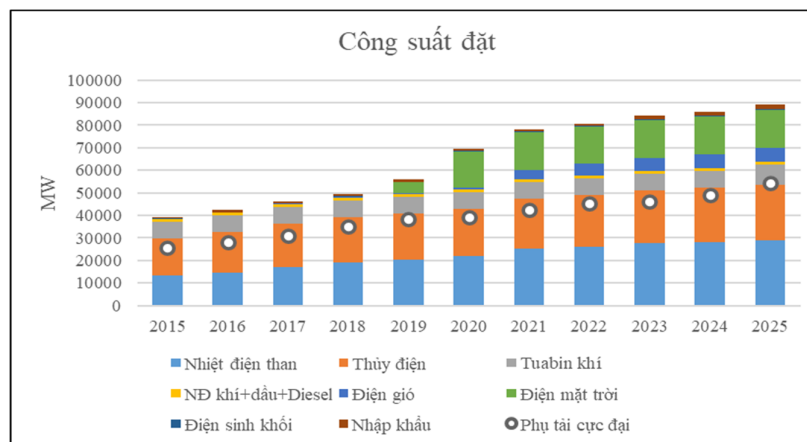


Hình.: Tình hình tăng trưởng phụ tải điện các miền giai đoạn 2016-2025

1.2. Hiện trạng nguồn điện

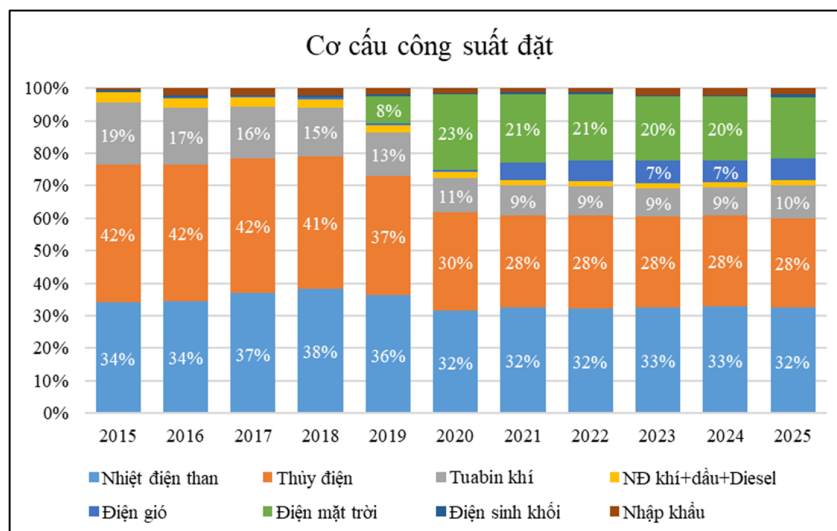
1.2.1. Công suất đặt

Tình hình tăng trưởng công suất đặt toàn quốc trong giai đoạn 2015 – 2025 được trình bày trong hình dưới đây. Trong giai đoạn này, tổng công suất đặt các nguồn điện trong hệ thống đã tăng hơn 2 lần từ khoảng 39 GW lên khoảng 89 GW. Trước năm 2019, nguồn điện của Việt Nam hầu hết là các nhà máy điện truyền thống như nhiệt điện than, nhiệt điện khí và thủy điện. Từ năm 2019 trở lại đây, do các cơ chế khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo của Chính phủ, các nguồn điện mặt trời và điện gió đã có bước phát triển đáng kể. Tới năm 2025, hệ thống điện Việt Nam đã có trên 16 GW điện mặt trời (bao gồm cả điện mặt trời mái nhà) và gần 6 GW điện gió. Các loại hình nguồn truyền thống có tổng công suất đặt khoảng 64 GW, trong đó có gần 29 GW nhiệt điện than, 24 GW thủy điện và 9 GW tuabin khí. Tỷ lệ dự phòng công suất của toàn bộ nguồn điện trong hệ thống năm 2025 khoảng 64%. Tuy nhiên, nếu không tính tới các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, tỷ lệ dự phòng công suất của hệ thống điện giảm còn khoảng 22%.



Hình: Tình hình tăng trưởng công suất đặt nguồn điện giai đoạn 2015-2025

Cơ cấu công suất đặt nguồn điện toàn quốc theo các loại hình trong giai đoạn 2015–2025 được trình bày trong hình dưới đây. Tỷ lệ các nguồn thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ) có xu hướng giảm dần do tiềm năng thủy điện đã được khai thác gần hết. Đến năm 2025, nguồn thủy điện chỉ còn chiếm khoảng 28% trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc. Trong khi đó, từ năm 2015 trở lại đây, nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ lệ trên 30% do có nhiều nhà máy được đưa vào vận hành trong giai đoạn này. Tỷ lệ các nguồn điện mặt trời và điện gió đã từ gần như 0% vào năm 2018 lên lần lượt 19% và 7% vào năm 2025. Nguồn điện tuabin khí giảm từ 22% năm 2014 xuống còn 10% năm 2025. Các loại hình nguồn còn lại hiện chiếm tỷ lệ nhỏ trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc.



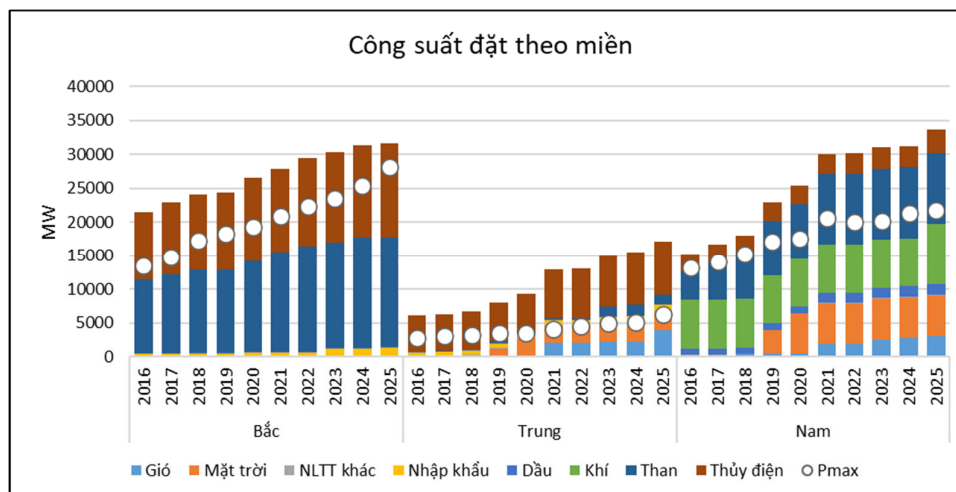
Hình: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện toàn quốc theo loại hình giai đoạn 2015 – 2025

Xét trên phạm vi các miền, tình hình tăng trưởng công suất đặt (không tính tới điện mặt trời mái nhà) trong giai đoạn 2016 – 2025 được thể hiện trong hình dưới đây. Trong giai đoạn này, công suất đặt nguồn điện miền Bắc tăng khoảng 1,5 lần từ 21 GW năm 2016 lên 32 GW năm 2025. Nguồn điện miền Bắc chủ yếu là nhiệt điện than và thủy điện, hai loại nguồn này chiếm 95% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Tại miền Trung, công suất đặt các nguồn điện tăng trung bình 12%/năm từ 6 GW năm 2016 lên 17 GW năm 2025. Trước năm 2019, miền Trung hầu như chỉ có các nguồn thủy điện, chiếm tỷ lệ khoảng 86% trong cơ cấu nguồn điện của miền. Từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung được bổ sung một lượng đáng kể nguồn điện mặt trời và điện gió. Năm 2025, hai loại nguồn này chiếm khoảng 38% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Tại miền Nam, công suất đặt của các nguồn điện tăng trưởng trung bình 9%/năm, từ khoảng 15 GW năm 2016 đến 34 GW năm 2025. Trước năm 2019, nguồn điện miền Nam chủ yếu là tua bin khí và nhiệt điện than. Từ năm 2019 trở lại đây, miền Nam được bổ sung một lượng đáng kể nguồn điện mặt trời và điện gió. Năm 2025, hai loại nguồn này chiếm khoảng 27% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Về tỷ lệ dự phòng công suất, miền Trung là nơi có tỷ lệ dự phòng cao nhất cả nước do phụ tải thấp và mức độ tập trung nguồn lớn. Tỷ lệ dự phòng công suất của toàn bộ nguồn điện miền Trung năm 2025 khoảng 171%. Nếu không tính tới các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, tỷ lệ dự phòng công suất của miền Trung ở mức 68%. Tỷ lệ dự phòng công suất tại miền Bắc khoảng 12% khi tính tới các nguồn điện gió và điện mặt trời. Nếu không tính tới các loại nguồn này, tỷ lệ dự phòng công suất của miền Bắc vào khoảng 11%. Tỷ lệ dự phòng công suất của toàn bộ nguồn điện miền Nam năm 2025 khoảng 54%, nhưng sẽ giảm xuống chỉ còn 12% nếu không tính tới các nguồn điện gió và điện mặt trời.

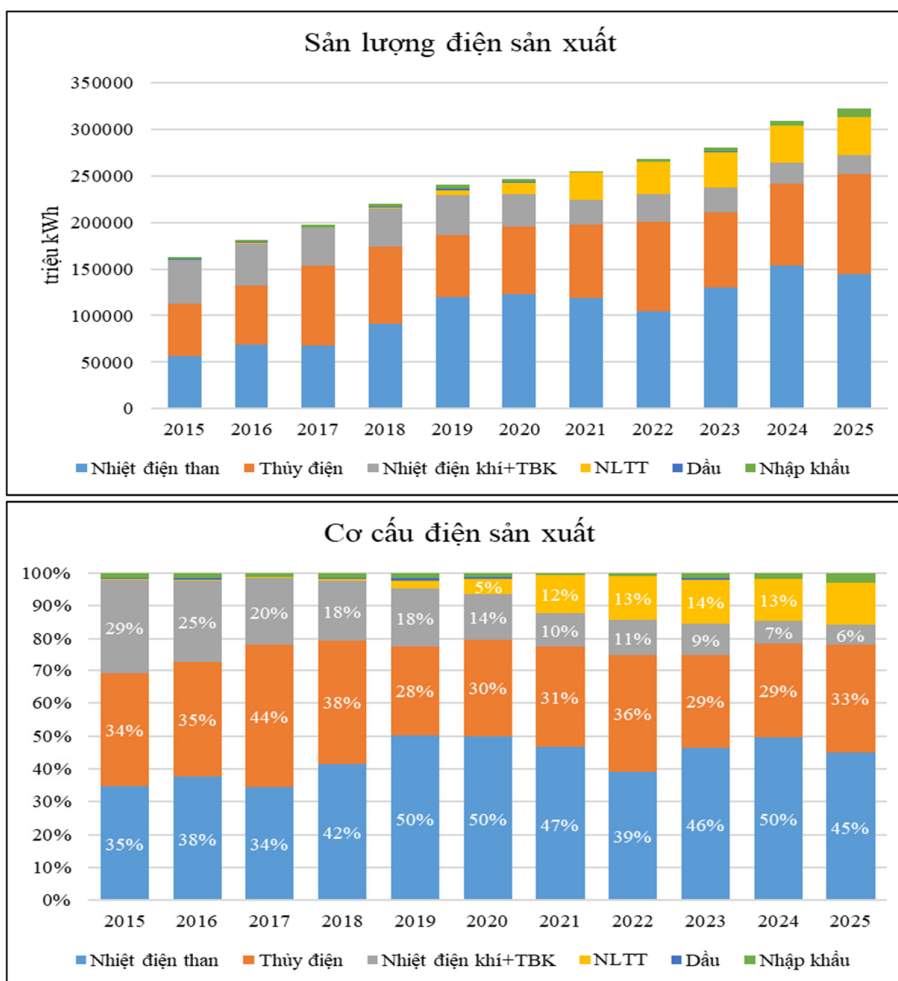


Hình 2-5. Công suất đặt nguồn điện theo miền giai đoạn 2016-2025

1.2.2. Sản lượng điện sản xuất

Tình hình tăng trưởng điện sản xuất toàn quốc giai đoạn 2015 – 2025 được trình bày trong hình sau. Trong giai đoạn này, sản lượng điện sản xuất toàn quốc tăng trưởng trung bình 7%/năm từ khoảng 163 tỷ kWh năm 2015 lên 322 tỷ kWh năm 2025. Nhiệt điện than và thủy điện là hai loại hình nguồn điện được huy động nhiều nhất trong giai đoạn này, với tổng sản lượng điện chiếm khoảng 65-80%. Trong khi đó, nguồn nhiệt

điện khí không được ưu tiên huy động do nguồn cấp khí ngày một suy giảm và chi phí sản xuất điện cao. Tỷ lệ điện khí trong cơ cấu điện sản xuất giảm từ 29% năm 2015 xuống còn 6% năm 2025. Tỷ lệ điện sản xuất từ các nguồn NLTT tăng đáng kể trong các năm trở lại đây, hiện chiếm khoảng 13% trong cơ cấu nguồn điện sản xuất toàn quốc.



Hình.: Tình hình tăng trưởng điện sản xuất giai đoạn 2015-2025

1.3. Hiện trạng lưới điện truyền tải

1.3.1. Thống kê khối lượng lưới điện truyền tải

Thống kê khối lượng lưới điện truyền tải 500 – 220kV toàn quốc giai đoạn 2021 - 2025 được trình bày trong bảng dưới đây. Đến năm 2025, toàn quốc có tổng cộng hơn 151.000 MVA trạm biến áp 500-220 kV và hơn 35.000 km đường dây 500-220 kV.

Nhìn chung, lưới điện truyền tải toàn quốc cơ bản đáp ứng được nhu cầu truyền tải và cấp điện cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước. Tuy nhiên, một số khu vực vẫn xuất hiện tình trạng đầy và quá tải cục bộ tại một số thời điểm do nguồn điện phát cao hoặc do gia tăng đột biến về nhu cầu phụ tải.

Bảng: Khối lượng lưới điện truyền tải giai đoạn 2021 – 2025

Năm	500 kV	220 kV	500 kV	220 kV
	Đường dây (km)		Máy biến áp (MVA)	
2021	8.973	19.449	43.200	73.614
2022	10.118	19.823	46.650	78.073
2023	10.691	20.640	47.400	80.654
2024	11.752	21.193	487.50	84.565
2025	13.042	22.111	63.150	88.481

1.3.2 Sản lượng điện truyền tải và điện dùng để truyền tải

Với sự tăng trưởng không ngừng của phụ tải điện Việt Nam, sản lượng điện năng truyền tải cũng tương ứng tăng lên theo từng năm. Sản lượng điện truyền tải giữa 3 miền Bắc – Trung – Nam trong những năm gần đây được tổng hợp trong hình dưới đây. Trước năm 2019, xu hướng truyền tải theo chiều từ Bắc vào miền Trung và từ miền Trung vào miền Nam do phụ tải miền Nam tăng trưởng cao, trong khi các dự án nguồn điện lớn tại miền Nam chưa vào vận hành.

Từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung và miền Nam được bổ sung một lượng lớn nguồn điện, đặc biệt là nguồn năng lượng tái tạo, cùng với việc phụ tải tăng trưởng nhanh tại miền Bắc đã làm thay đổi đáng kể xu hướng truyền tải liên miền. Xu hướng truyền tải chính trong các năm gần đây là theo hướng Trung → Bắc và Trung → Nam. Trong các tháng mùa hè, phụ tải miền Bắc tăng cao do thời tiết nắng nóng cực đoan cùng với việc huy động cao các nhà máy năng lượng tái tạo tại miền Trung và miền Nam, đã có nhiều thời điểm xuất hiện trào lưu truyền tải theo hướng từ miền Nam ra miền Trung và miền Bắc.

Sản lượng truyền tải theo chiều Bắc - Trung giảm mạnh từ khoảng 9 tỷ kWh năm 2019 xuống còn khoảng 7 tỷ kWh vào năm 2025. Ngược lại, sản lượng truyền tải theo chiều từ miền Trung ra miền Bắc có xu hướng tăng từ khoảng 1,5 tỷ kWh năm 2019 lên khoảng 12 tỷ kWh năm 2025. Điều này cho thấy rằng khả năng đáp ứng cân đối cung cầu điện của miền Bắc đã và đang có xu hướng giảm dần.

Đối với liên kết Trung – Nam, sản lượng điện truyền tải giữa 2 miền Trung và miền Nam tăng trưởng theo cả hai chiều, thể hiện sự thay đổi phương thức vận hành liên tục trong ngày. Tuy nhiên, chiều truyền tải chính vẫn theo hướng từ miền Trung vào miền Nam. Sản lượng truyền tải theo chiều Trung – Nam tăng từ 11 tỷ kWh năm 2019 lên khoảng 27 tỷ kWh năm 2025. Điện năng có xu hướng truyền tải từ miền Trung vào miền Nam trong cao điểm tối, khi nguồn NLTT phát thấp và huy động nguồn nhiệt điện miền

Nam bị hạn chế (do chi phí nhiên liệu cao, thời gian khởi động dài) và từ miền Nam ra miền Trung vào thời điểm thấp điểm trưa, khi các nguồn NLTT phát cao

II. Đánh giá thực hiện chương trình phát triển nguồn điện

1. Các nguồn nhiệt điện truyền thống

1.1. Nhiệt điện than

Theo Quyết định số 768/QĐ-TTg, đến năm 2030, Việt Nam có thể phát triển thêm tổng cộng 9 dự án NĐ than với tổng công suất 11.313 MW. Hiện nay, có 5 dự án đang trong quá trình đầu tư xây dựng với tổng công suất 4.693 MW bao gồm NĐ Na Dương II, NĐ An Khánh – Bắc Giang, NĐ Vũng Áng II, NĐ Quảng Trạch I, NĐ Long Phú I. Còn lại 4 dự án với tổng công suất 6.620 MW đang chuẩn bị đầu tư nhưng gặp khó khăn trong quá trình thu xếp vốn bao gồm NĐ Nam Định I, NĐ Vĩnh Tân III, NĐ Sông Hậu II. Tính đến nay, Bộ Công Thương đã ban hành Văn bản số 4579/BCT-ĐL ngày 01/7/2024 về việc chấm dứt hợp đồng BOT đối với dự án NĐ Sông Hậu II. Đối với dự án NĐ Quảng Trị, Bộ Công Thương đã ban hành Văn bản số 4640/BCT-ĐL ngày 03/7/2024 về việc dừng triển khai dự án NĐ Quảng Trị dưới hình thức BOT, EVN đang đề xuất Bộ Công Thương và UBND tỉnh Quảng Trị chấp thuận giao làm chủ đầu tư dự án NĐ Quảng Trị.

Với tình hình triển khai thực tế các dự án trên, dự kiến tiến độ của các dự án nhiệt điện than được tổng hợp trong bảng dưới đây.

Bảng: Dự kiến tiến độ của các dự án nhiệt điện than giai đoạn 2026-2030

TT	Tên nhà máy	Công suất đặt (MW)	Giai đoạn vận hành theo QH	Năm vận hành dự kiến
I	Nguồn NĐ than đang triển khai xây dựng	6125		
1	NĐ An Khánh (Bắc Giang)	650	2025-2030	2030
2	NĐ Na Dương II	110	2025-2030	2027
3	NĐ Quảng Trạch I	1403	2025-2030	2026
4	NĐ Vũng Áng II #1	665	2025-2030	2025
5	NĐ Vũng Áng II #2	665	2025-2030	2026
6	NĐ Long Phú I	1200	2025-2030	2028

1.2. Nhiệt điện khí nội

Theo Quyết định 768/QĐ-TTg, đến năm 2030, Việt Nam có thể phát triển thêm tổng cộng 9 dự án NĐ khí nội mới với tổng công suất 7240 MW bao gồm các dự án NĐ Ô Môn II, III, IV sử dụng khí Lô B; TBKHH Dung Quất I, II, III sử dụng khí Cá Voi Xanh; TBKHH miền Trung I, II sử dụng khí Cá Voi Xanh; TBKHH Quảng Trị sử dụng

khí mỏ Báo Vàng. Ngoài ra, còn có NMNĐ Ô Môn I (660 MW) chạy dầu cũng được dự kiến chuyển sang sử dụng khí Lô B.

Tiến độ của các dự án nhiệt điện sử dụng khí nội đang có nhiều bất định do việc triển khai thương nguồn khai thác khí có nhiều vướng mắc.

1.3. Nhiệt điện LNG

Theo Quyết định 768/QĐ-TTg, Việt Nam có thể phát triển thêm tổng cộng 15 dự án NĐ LNG với tổng công suất trên 25.624 MW trong giai đoạn đến 2030, và 6 dự án NĐ LNG với tổng công suất 10.700 MW trong giai đoạn 2031-2035. Trong đó, dự án NMNĐ Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4 đã hoàn thành trong năm 2025. Các dự án LNG đang gặp vướng mắc trong đàm phán hợp đồng mua bán điện và khó khăn trong việc đặt hàng tuabin do nhu cầu thế giới tăng cao.

1.4. Thủy điện và thủy điện tích năng

Theo Quyết định số 768/QĐ-TTg, đến năm 2030, hệ thống có thể phát triển thêm 24 dự án thủy điện lớn, với tổng công suất đặt 2.958 MW; và 14 dự án thủy điện tích năng với tổng công suất 6.277 MW.

1.5. Thủy điện vừa và nhỏ

Theo các Quyết định số 262/QĐ-TTg, 1682/QĐ-TTg, 768/QĐ-TTg, 1509/QĐ-BCT và thông tin thu thập được từ các tỉnh/thành phố, các Tổng Công ty Điện lực, trong giai đoạn 2026 – 2030, khoảng 6.000 MW các nguồn thủy điện nhỏ có khả năng đưa vào vận hành.

1.6. Điện mặt trời tập trung

Theo các Quyết định số 768/QĐ-TTg, 1509/QĐ-BCT và thông tin thu thập được từ các tỉnh/thành phố, trong giai đoạn 2026 – 2030, khoảng 25.000 MW các nguồn điện mặt trời tập trung có khả năng đưa vào vận hành. Các khu vực dự kiến phát triển nhiều nguồn điện mặt trời tập trung bao gồm Tây Bắc, Tây Nguyên và Nam Trung Bộ.

1.7. Điện gió ngoài khơi

Theo Quyết định số 768/QĐ-TTg, đến năm 2030, toàn quốc có thể phát triển tổng cộng 6000 MW điện gió ngoài khơi. Tuy nhiên, khung chính sách, lộ trình phát triển và cơ chế giá cho đầu tư điện gió ngoài khơi chưa được xây dựng. Mặt khác, theo kinh nghiệm quốc tế, cần khoảng 7-10 năm để phát triển mỗi dự án điện gió ngoài khơi. Do đó, đến năm 2030, nhiều khả năng chưa có dự án điện gió ngoài khơi nào được đưa vào vận hành.

1.8. Nhập khẩu điện

Tính đến hết tháng 12/2025, có tổng cộng 35 dự án nhà máy điện tại Lào với tổng công suất đặt gần 6.500 MW đã được phê duyệt chủ trương nhập khẩu vào Việt Nam. Danh mục các dự án nhập khẩu điện từ Lào được trình bày trong bảng dưới đây.

Ngoài ra, EVN đang triển khai đàm phán nhằm nhập khẩu bổ sung khoảng 3.600 MW điện từ Trung Quốc trong giai đoạn đến năm 2030. Trong đó, khoảng 3.000 MW dự kiến được nhập khẩu thông qua trạm Back-to-Back theo hướng đường dây 500 kV Lào Cai – Vĩnh Yên, và khoảng 600 MW nhập khẩu qua lưới điện 220 kV đấu nối về TBA 220 kV Móng Cái. Tuy nhiên, phương án nhập khẩu 3.000 MW qua trạm Backto-Back hiện đang gặp vướng mắc liên quan đến việc phân định ranh giới đầu tư, do đó nhiều khả năng chỉ có thể triển khai sau năm 2030. Đối với phương án nhập khẩu 600 MW qua TBA 220 kV Móng Cái, dự kiến sẽ được đưa vào vận hành từ năm 2027.

III. Chương trình phát triển lưới điện

1. Sản lượng điện truyền tải và điện dùng để truyền tải

Tổng hợp sản lượng truyền tải và tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới truyền tải các năm 2015 – 2025 được thể hiện trong bảng dưới đây. Sản lượng điện truyền tải liên tục tăng trong các năm gần đây. Tuy nhiên, mức độ tăng trưởng từ năm 2019 có phần chậm lại, một phần là do sự gia tăng của các nguồn năng lượng tái tạo phân tán tại lưới điện phân phối 110 kV trở xuống, dẫn tới giảm nhu cầu truyền tải. Sản lượng điện truyền tải năm 2025 vào khoảng 256,5 tỷ kWh tăng gấp gần 2 lần so với năm 2015.

Tỷ lệ điện dùng để truyền tải nhìn chung duy trì ở mức trên 2% mỗi năm. Tỷ lệ điện dùng để truyền tải năm 2025 của EVNNPT là 2,77%, vượt 0,37% so với chỉ tiêu kế hoạch EVN giao.

Bảng.: Điện năng sản xuất, truyền tải và tỷ lệ tổn thất điện năng GD 2015 - 2025

Năm	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Điện năng SX toàn HTĐ (tỷ kWh)	163,4	182	197,4	221	240,1	255,9	256,5	268,4	280,6	308,7	322,8
Điện năng truyền tải (tỷ kWh)	139,8	156,2	166,2	184,5	199,8	203,7	200,9	211,5	222,7	246,7	256,5
Tỷ lệ điện dùng để truyền tải (%)	2,34	2,36	2,45	2,45	2,15	2,23	2,29	2,54	2,4	2,62	2,77

Các chỉ tiêu phát triển lưới điện truyền tải theo kế hoạch LTT 2025

Theo kế hoạch được giao, các chỉ tiêu phát triển lưới truyền tải dự kiến năm 2025 như sau:

Sản lượng điện truyền tải 255,4 tỷ kWh.

Đóng điện tổng cộng 55 công trình lưới điện 500-220 kV bao gồm 16 công trình lưới điện 500 kV và 39 công trình lưới điện 220 kV.

2. Đánh giá sản lượng truyền tải năm 2025

Sản lượng điện truyền tải năm 2025 đạt khoảng 256,5 tỷ kWh, tăng 4% so với năm 2024. Sản lượng điện truyền tải nói trên đạt khoảng 96% so với kết quả dự báo Kế hoạch phát triển lưới điện truyền tải năm 2025, có xét đến 2029. So sánh với sản lượng điện

truyền tải được EVN giao, sản lượng điện truyền tải thực tế đạt 100,45% so với kế hoạch giao.

3. Đánh giá khối lượng thực hiện Kế hoạch đầu tư LTT năm 2025

Kết quả thực hiện Kế hoạch đầu tư LTT năm 2025 của EVNNPT như sau:

Lưới điện 500 kV: Hoàn thành đóng điện 13/16 công trình, đạt 81%. Các công trình lưới điện 500 kV quan trọng đã đóng điện như xây mới TBA 500 kV Vĩnh Yên, Quảng Trị...; nâng công suất các TBA 500 kV Pleiku 2, Lai Châu, Tây Hà Nội, Hòa Bình, Việt Trì, Chơn Thành...; xây mới đường dây 500 kV đấu nối TBA 500 kV Quảng Trị.

Lưới điện 220 kV: Hoàn thành đóng điện 33/39 công trình, đạt 85%. Các công trình lưới điện 220 kV quan trọng đã đóng điện như xây mới TBA 220 kV Bá Thiện, Gia Lộc, Vũ Thư, Phú Thọ 2, Dương Kinh, KCN Phú Mỹ 3...; nâng công suất các TBA 220 kV Nam Cẩm, Hà Tĩnh, Tuy Hòa, Long Xuyên...; xây mới đường dây 220 kV Huội Quảng – Nghĩa Lộ, Nghĩa Lộ - Việt Trì, Tương Dương – Đô Lương, NMĐ Nhơn Trạch 3- Long Thành, NMĐ Nhơn Trạch 3- rẽ Mỹ Xuân – Cát Lái...

IV Đánh giá về thực hiện quy hoạch điện năm 2025

Theo QHĐ VIII điều chỉnh, đến năm cuối 2025, Có thể thấy rằng nhu cầu điện toàn quốc tương đối sát so với dự báo trong QHĐ VIII. Đến năm 2025, sản lượng điện thương phẩm và phụ tải cực đại toàn quốc đạt lần lượt 91% và 93% so với dự báo trong QHĐ VIII và QHĐ VIII điều chỉnh. Việc đánh giá chi tiết nội dung này sẽ cần có thời gian đủ 12 tháng để đánh giá các chỉ tiêu cụ thể.

V. Đánh giá những ưu nhược điểm và bài học kinh nghiệm trong quá trình triển khai thực hiện Quy hoạch điện 8, Quy hoạch điện 8 điều chỉnh

Từ khi được phê duyệt vào tháng 5 năm 2023 tới nay, QHĐ VIII đã được triển khai quyết liệt. Các ưu và nhược điểm trong quá trình triển khai thực hiện QHĐ VIII như sau:

1. Về ưu điểm, ngay sau khi ban hành QHĐ VIII, Bộ Công Thương và đơn vị Tư vấn đã tích cực xây dựng và hoàn thiện Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII, trình Chính phủ phê duyệt trong các Quyết định số 262/QĐ-TTg ngày 01/4/2024 và Quyết định số 1682/QĐ-TTg ngày 28/12/2024. Bộ Công Thương đã tích cực xây dựng và trình Quốc hội, Chính phủ ban hành các căn cứ pháp lý quan trọng bao gồm Luật Điện lực sửa đổi, các Nghị định về cơ chế mua bán điện trực tiếp, cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ. Tiếp sau đó Bộ Công Thương trình cấp có thẩm quyền ban hành Tại Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025 của Thủ tướng Chính phủ về Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh) và Quyết định số 1509/QĐ-BCT năm 2025 phê duyệt Kế hoạch thực hiện Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 làm cơ sở các địa phương, chủ đầu tư thực hiện

2. Về nhược điểm, kết quả thực hiện đầu tư các công trình nguồn và lưới điện vẫn chưa đạt được mục tiêu trong QHĐ VIII điều chỉnh và Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII điều chỉnh dẫn tới nguy cơ thiếu điện trong các năm tới. Các nguyên nhân dẫn tới tình trạng chậm triển khai các công trình nguồn và lưới điện trong QHĐ VIII điều chỉnh như sau:

- Tình hình thế giới diễn biến khó lường do các cuộc chiến tranh, xung đột quân sự, thương mại làm ảnh hưởng lớn đến giá nguyên, vật liệu sản xuất điện, việc chuyển giao công nghệ và ứng dụng khoa học công nghệ sản xuất điện năng của các dự án lớn nguy cơ chậm tiến độ; Bối cảnh địa chính trị sự cạnh tranh giữa các cường quốc trên thế giới đang gia tăng, dẫn đến những bất ổn về nguồn cung và giá năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện của rất nhiều các quốc gia, trong đó có Việt Nam.

- Các dự án nguồn điện trong nước gặp khó khăn trong quá trình triển khai. Các dự án nhiệt điện than gặp khó khăn trong việc thu xếp vốn do các lo ngại về vấn đề môi trường. Các dự án điện khí trong nước và LNG gặp khó khăn trong việc đàm phán cung cấp khí và đồng bộ chuỗi dự án khí – điện, đặc biệt là các nước khối vùng Vịnh và khu vực châu Mỹ có nguồn cung lớn.

- Đối với lưới điện truyền tải, quá trình triển khai gặp các khó khăn về các thủ tục xin cấp chủ trương đầu tư, thay đổi mục đích sử dụng đất rừng, đền bù giải phóng mặt bằng, thỏa thuận hướng tuyến...

- Việc sáp nhập chính quyền địa phương 02 cấp từ 01/7/2025 cũng ảnh hưởng đến quy hoạch địa giới hành chính, quy hoạch tích hợp tỉnh do đó cần có thời gian để đồng bộ giữa quy hoạch các cấp, đặc biệt các vấn đề liên quan đến quy hoạch và kế hoạch sử dụng đất, sử dụng không gian biển do thời gian lập, quy trình thẩm định và phê duyệt quy hoạch và điều chỉnh quy hoạch, dẫn tới khó khăn trong quá trình triển khai các dự án điện lực.

- Chưa có chế tài ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư khi thực hiện chậm trễ các dự án quan trọng (đối với cả doanh nghiệp nhà nước, tư nhân, doanh nghiệp nước ngoài)....

- Việc huy động vốn đầu tư cho phát triển nguồn và lưới điện gặp nhiều khó khăn.. Tuy nhiên, cơ chế giá điện hiện nay chưa đủ hấp dẫn nhà đầu tư nên việc huy động đủ vốn cho phát triển nguồn và lưới điện gặp khó khăn.

3. Từ quá trình triển khai thực hiện QHĐ VIII và QHĐ VIII điều chỉnh, một số bài học kinh nghiệm và đề xuất các giải pháp cụ thể như sau:

- Đa dạng hóa nguồn nhiên liệu sử dụng cho phát điện, kết hợp hài hòa nguồn năng lượng sơ cấp trong nước và nhập khẩu.

- Đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác than, dầu khí trong nước phục vụ sản xuất điện để giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

- Đầu tư cơ sở hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu khí thiên nhiên, LNG, nhập khẩu than, phù hợp với cơ cấu nguồn nhiệt điện và xu thế chuyển dịch năng lượng.

- Phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hóa thạch. Kịp thời cập nhật tiến bộ khoa học - công nghệ trên thế giới về các nguồn năng lượng mới (hydrogen, amoniac xanh, ...) để sử dụng cho phát điện.

- Nghiên cứu ứng dụng công nghệ chuyển đổi nhiên liệu các nhà máy nhiệt điện chạy than, khí sang nhiên liệu sinh khối, amoniac xanh, hydrogen.

- Tổ chức nghiên cứu, đánh giá tiềm năng các nguồn năng lượng phi truyền thống.

a. Giải pháp tạo nguồn vốn và huy động vốn đầu tư phát triển ngành điện

- Nghiên cứu, hoàn thiện các cơ chế tài chính và huy động vốn cho đầu tư phát triển ngành điện.

- Đa dạng hóa các nguồn vốn, các hình thức huy động vốn, thu hút có hiệu quả các nguồn vốn trong và ngoài nước vào phát triển điện lực, đảm bảo quốc phòng, an ninh và cạnh tranh trong thị trường điện. Tăng cường kêu gọi, sử dụng có hiệu quả các cam kết hỗ trợ của quốc tế (ví dụ JETP, AZEC, ...), các nguồn tín dụng xanh, tín dụng khí hậu, trái phiếu xanh, ...

- Đa dạng hóa hình thức đầu tư (nhà nước, tư nhân, đối tác hợp tác công - tư v.v...) đối với các dự án điện. Phát huy vai trò của doanh nghiệp nhà nước, thu hút mạnh khu vực tư nhân trong và ngoài nước tham gia đầu tư phát triển điện. Tiếp tục đàm phán, sử dụng có hiệu quả các nguồn tài trợ, hỗ trợ thu xếp vốn của các đối tác quốc tế trong quá trình thực hiện chuyển dịch năng lượng và hướng tới phát thải ròng bằng “0” của Việt Nam.

- Tạo lập môi trường thuận lợi, minh bạch, thu hút, khuyến khích tư nhân tham gia đầu tư, phát triển các dự án điện.

- Từng bước tăng khả năng huy động tài chính của các doanh nghiệp trong lĩnh vực điện lực theo yêu cầu của các tổ chức tài chính trong nước và quốc tế.

b. Giải pháp về pháp luật, chính sách

- Hoàn thiện cơ chế điều hành giá điện theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước, bảo đảm kết hợp hài hòa giữa các mục tiêu chính trị - kinh tế - xã hội của Nhà nước và mục tiêu sản xuất kinh doanh, tự chủ tài chính của các doanh nghiệp ngành điện. Giá điện bảo đảm thu hồi chi phí, có mức lợi nhuận hợp lý, thu hút đầu tư phát triển điện, khuyến khích cạnh tranh trong các khâu sản xuất, truyền tải, phân phối, bán lẻ, sử dụng điện, chống lãng phí điện. Tiếp tục cải tiến và hoàn thiện biểu giá điện hiện hành. Nghiên cứu thực hiện giá điện hai thành phần vào thời điểm thích hợp. Tiếp tục thực hiện minh bạch giá điện.

- Sửa đổi Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả để tạo sự chuyển biến mạnh mẽ trong việc giảm cường độ sử dụng năng lượng của nền kinh tế, ban hành chế tài và các tiêu chuẩn, quy chuẩn bắt buộc về sử dụng hiệu quả năng lượng, góp phần đổi mới mô hình tăng trưởng của nền kinh tế.

- Xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích các doanh nghiệp trong nước tham gia phát triển năng lượng tái tạo, phát triển công nghiệp năng lượng tái tạo, năng lượng mới phục vụ trong nước và xuất khẩu, phát triển công nghiệp chế tạo thiết bị ngành điện.

- Xây dựng chính sách nâng cao tỷ lệ nội địa hóa trong ngành điện để nâng cao tính độc lập tự chủ, giảm giá thành.

- Rà soát hệ thống pháp luật, các văn bản pháp lý để có kế hoạch xây dựng, hoàn thiện, tạo cơ sở pháp lý để phát triển điện hạt nhân. Có lộ trình xây dựng hệ thống pháp quy để đảm bảo an toàn hạt nhân.

c. Giải pháp bảo vệ môi trường, phòng, chống thiên tai

- Thực hiện chuyển dịch năng lượng, trong đó trọng tâm là chuyển đổi từ nhiên liệu hóa thạch sang năng lượng tái tạo và năng lượng mới; tăng cường bề hấp thụ và nghiên cứu ứng dụng công nghệ thu giữ các-bon.

- Nghiên cứu, ứng dụng và phát triển công nghệ xử lý chất thải, đặc biệt là chất thải từ điện năng lượng tái tạo theo nguyên tắc giảm thiểu, thu hồi, tái sử dụng, tái chế để giảm tối đa lượng chất thải, tận dụng vật liệu thải bỏ làm nguyên liệu cho các ngành kinh tế khác.

- Thực hiện các giải pháp phòng chống thiên tai, ứng phó biến đổi khí hậu và hiện tượng thời tiết cực đoan ngay từ quá trình lựa chọn vị trí dự án, thiết kế, xây dựng công trình đến sản xuất vận hành.

- Hạn chế tối đa việc phát triển các công trình điện và cơ sở hạ tầng ở những vị trí có nguy cơ ảnh hưởng đến rừng tự nhiên, khu bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học, di sản thiên nhiên, di tích và di sản văn hóa đã được xếp hạng, phù hợp với phân vùng bảo vệ môi trường quốc gia.

d. Giải pháp về khoa học và công nghệ

- Đầu tư thành lập trung tâm nghiên cứu cơ bản và trung tâm phát triển về năng lượng tái tạo, năng lượng mới, công nghệ lưu trữ các-bon tại Việt Nam để nâng cao trình độ, tiếp nhận và chuyển giao công nghệ, quản trị nhằm đẩy nhanh và mở rộng quy mô triển khai năng lượng tái tạo và quản lý hệ thống điện sạch tại Việt Nam và khu vực.

- Đầu tư cho nghiên cứu và phát triển (R&D) về điện lực.

- Sử dụng công nghệ hiện đại cho các công trình điện xây dựng mới; từng bước nâng cấp, cải tạo các công trình hiện có.

- Cải tạo, nâng cấp hệ thống truyền tải và phân phối điện, nâng cao độ tin cậy, giảm tổn thất điện năng. Đẩy nhanh lộ trình xây dựng lưới điện thông minh.

- Hiện đại hóa hệ thống thông tin dữ liệu, các hệ thống tự động hóa, điều khiển phục vụ công tác điều độ, vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Tiếp cận thành tựu khoa học công nghệ mới, trí tuệ nhân tạo, kết nối vạn vật, trong đó có chuyển đổi số trong ngành điện.

- Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới công nghệ, thiết bị của các ngành kinh tế sử dụng nhiều điện.

- Thực hiện thắng lợi Nghị quyết số 57-NQ/TW ngày 22 tháng 12 năm 2024 của Bộ Chính trị về đột phá phát triển khoa học, công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số quốc gia.

- Cùng cố cơ sở hạ tầng hỗ trợ kỹ thuật và tiềm lực khoa học và công nghệ quốc gia về phát triển chung và đảm bảo an toàn, an ninh hạt nhân cho điện hạt nhân.

đ. Giải pháp về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả

- Tăng cường nhận thức sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, bảo vệ môi trường là quốc sách quan trọng và trách nhiệm của toàn xã hội như tinh thần Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ Chính trị.

- Khuyến khích đầu tư và sử dụng công nghệ, trang thiết bị tiết kiệm năng lượng; tăng cường kiểm toán năng lượng; đẩy mạnh triển khai mô hình các công ty dịch vụ năng lượng.

- Áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn bắt buộc kèm theo chế tài về sử dụng điện hiệu quả đối với những lĩnh vực, ngành có mức tiêu thụ điện cao.

- Đẩy mạnh thực hiện các chương trình Quản lý nhu cầu điện (DSM), chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

- e. Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực

- Phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao, đặc biệt trong các lĩnh vực phát điện, truyền tải, phân phối, điều độ, thị trường điện, lưới điện thông minh, v.v...

- Xây dựng đội ngũ chuyên gia, nhà khoa học có trình độ cao trong lĩnh vực điện lực; xây dựng các đơn vị mạnh về khoa học - công nghệ điện lực.

- Tổ chức đào tạo và đào tạo lại đội ngũ cán bộ kỹ thuật và quản lý ngành điện ngang tầm các nước trong khu vực và thế giới.

- Đổi mới chương trình, nội dung đào tạo, đa dạng hóa hình thức đào tạo nhân lực, gắn đào tạo với thực tế sản xuất, đảm bảo đủ trình độ năng lực vận hành hệ thống điện quy mô lớn, tích hợp tỷ trọng cao các nguồn năng lượng tái tạo, ứng dụng công nghệ lưới điện thông minh.

- g. Giải pháp về hợp tác quốc tế

- Triển khai tích cực, hiệu quả các nội dung của tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ Đối tác chuyên dịch năng lượng công bằng với các đối tác quốc tế (JETP), tận dụng tối đa hỗ trợ của các đối tác quốc tế trong chuyển giao công nghệ, quản trị, đào tạo nhân lực, cung cấp tài chính, coi JETP là giải pháp quan trọng cho quá trình chuyển dịch năng lượng ở Việt Nam.

- Thực hiện chính sách đối ngoại năng lượng, khí hậu linh hoạt, hiệu quả, bình đẳng, cùng có lợi. Mở rộng và làm sâu sắc hơn hợp tác năng lượng với các đối tác chiến lược, đối tác quan trọng.

- Thúc đẩy hợp tác nghiên cứu, triển khai kết nối lưới điện với các nước láng giềng, các nước trong khu vực Đông Nam Á, các nước tiểu vùng sông Mê Kông mở rộng.

- Mở rộng hợp tác quốc tế về nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ điện lực, tranh thủ chuyển giao công nghệ, nguồn vốn từ các đối tác nước ngoài.

- h. Giải pháp về tăng cường năng lực trong nước, nội địa hóa thiết bị ngành điện, xây dựng phát triển ngành cơ khí điện

- Hình thành các trung tâm công nghiệp năng lượng tái tạo, tạo lập một hệ sinh thái công nghiệp năng lượng tái tạo hoàn chỉnh, gắn với sản xuất chế tạo, dịch vụ phụ trợ, các khu công nghiệp tập trung.

- Tập trung phát triển ngành công nghiệp chế tạo thiết bị năng lượng tái tạo, thiết bị lưu trữ điện năng, công nghệ thu hồi, hấp thụ, lưu trữ và sử dụng CO₂ v.v... trong nước để chủ động khai thác tiềm năng sẵn có của nước ta, tăng tính độc lập tự chủ, giảm giá thành sản xuất điện từ năng lượng tái tạo.

- Khuyến khích các doanh nghiệp trong nước thực hiện các công trình dự án điện phức tạp, kỹ thuật cao. Nâng cao năng lực thiết kế, tổ chức mua sắm, quản lý điều hành dự án của các doanh nghiệp trong nước, đủ khả năng đảm nhiệm vai trò tổng thầu các dự án điện quy mô lớn.

- Nâng cao năng lực thiết kế, chế tạo thiết bị trong nước để tăng tỉ lệ thiết bị nội địa trong các công trình nguồn và lưới điện; nâng cao năng lực sửa chữa, bảo dưỡng, kiểm định các thiết bị điện trong nước.

- i. Giải pháp về tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực

- Đổi mới mạnh mẽ quản lý ngành điện theo hướng công khai, minh bạch, cạnh tranh, hiệu quả, tăng năng suất lao động, giảm giá thành các khâu, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa.

- Thực hiện tái cơ cấu ngành điện phù hợp với lộ trình xây dựng thị trường điện cạnh tranh đã được phê duyệt.

- Đổi mới và nâng cao hiệu quả của các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực điện lực, áp dụng các mô hình và thông lệ quản trị tiên tiến, nâng cao hệ số tín nhiệm quốc tế, thực hiện công khai, minh bạch trong hoạt động.

k. Giải pháp về tổ chức thực hiện và giám sát thực hiện quy hoạch

- Xây dựng cơ sở dữ liệu ngành điện lực, bao gồm dữ liệu về quy hoạch và tổ chức thực hiện quy hoạch để làm cơ sở giám sát tình hình thực hiện quy hoạch. Thường xuyên rà soát tình hình phát triển phụ tải toàn quốc và các địa phương, tiến độ thực hiện các công trình nguồn và lưới điện để đề xuất các giải pháp điều chỉnh cơ cấu nguồn điện, tiến độ nếu cần thiết, đảm bảo cung cầu điện của nền kinh tế.

- Quản lý chặt chẽ việc phát triển các nguồn điện tự sản tự tiêu, nguồn điện đồng phát, nguồn điện sử dụng nhiệt dư, khí lò cao, các sản phẩm phụ của dây chuyền công nghệ trong các cơ sở công nghiệp, nguồn điện mặt trời mái nhà và các nguồn điện được các đơn vị phát điện và mua điện tự thỏa thuận mua bán điện trực tiếp với nhau.

- Xây dựng và áp dụng thiết chế về tính kỷ luật và tuân thủ trong việc tổ chức triển khai Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII đối với các chủ đầu tư, các bộ, ngành và các địa phương.

